

Modelo Didáctico en *Simulink* de un Generador Eólico basado en un DFIG

Facultad de Ingeniería – UdelaR

Ing. Diego Oroño, Martín Sapio, Ing. Gustavo Terzano, Ing. Andrés Vázquez
 Tutor: Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla Ponsetí
 Montevideo, Uruguay
 Abril 2010

Resumen—Se presenta en este trabajo un modelo de un simulador del funcionamiento de un generador eólico basado en una máquina de inducción doblemente alimentada, realizado en el ambiente *Simulink* de *MatLab*, con fines didácticos. Se realiza un modelo de bloques de cada parte que forma el sistema. Se estudian diversas estrategias de control utilizando herramientas de control lineal. Por último se presentan algunas de las pruebas realizadas en el entorno de simulación.

Index Terms—Generación eólica, DFIG, técnicas de control, control lineal, control de par, control de par-corriente, control de pitch, modelo *Simulink*.

I. INTRODUCCIÓN

En este artículo se presenta un simulador de un generador eólico, realizado en *Simulink* con fines puramente didácticos. Este trabajo es parte del proyecto EGEMIDA *Generación de Energía Eólica con Máquinas Eléctricas de Inducción Doblemente Alimentadas (DFIG)*, en el mismo se realizó un estudio sobre la generación eólica, partiendo desde el estado del arte de este tema, estudiando el recurso natural, aspectos constructivos y finalizando con la realización de la plataforma de simulación que se tratará en el presente artículo. Con esta premisa es que se realizó la plataforma de simulación para poder visualizar la variación de los parámetros de interés de un aerogenerador basado en un DFIG en un gran conjunto de situaciones de funcionamiento. La idea de este artículo es profundizar sobre la realización de dicha plataforma, dándole especial hincapié a las partes de modelado, diseño del controlador y finalmente mostrando algunos de los principales resultados obtenidos con el simulador. El sistema que fue estudiado en este trabajo se muestra de forma esquemática en la fig. 1.

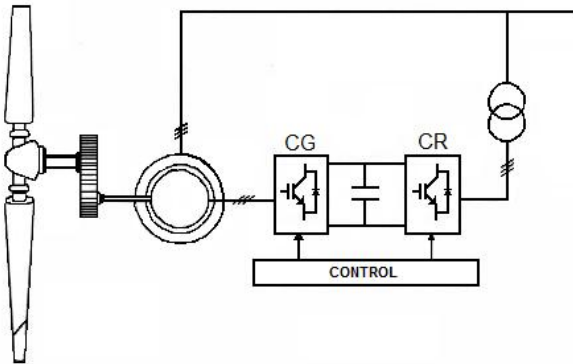


Figura 1. Configuración con DFIG basada en dos inversores [2]

Cabe decir que en el estudio llevado a cabo no se tuvieron en cuenta las limitaciones impuestas por la electrónica de potencia a menos de la máxima corriente que los convertidores son capaces de manejar.

II. MODELADO DEL SISTEMA

Antes de poder pensar en las diferentes estrategias de control es necesario obtener un modelo completo del sistema físico a estudiar. En esta sección se busca presentar el trabajo realizado a este respecto. El modelado del sistema fue realizado tratando de manera independiente cada una de las partes del sistema. Los grandes bloques del mismo son: el engranaje mecánico, la turbina eólica, la máquina de inducción y el controlador. En el transcurso del estudio, alguno de estos bloques fueron variando de acuerdo a la estrategia de control estudiada, hasta llegar a la configuración definitiva que será presentada en este artículo. El lazo de control está compuesto por tres controladores anidados que actúan de acuerdo a la situación de funcionamiento del sistema. A continuación se presentan uno a uno los principales bloques que conforman el sistema.

II-A. Engranaje mecánico

Es la parte central de la dinámica del sistema, el engranaje se modeló como dos masas unidas por un resorte de torsión (K_{WG}) con cierta viscosidad (D_{WG}), a través de una caja multiplicadora, que impone una relación de velocidades entre su eje de alta velocidad (lado del generador) y de baja velocidad (lado de la turbina). Esta relación está dada por 1, donde ω_g y ω_t corresponden con las velocidades angulares del generador y la turbina respectivamente.

$$a = \frac{\omega_g}{\omega_t} \quad (1)$$

En la fig. 2 se aprecia un diagrama del modelo de dos masas utilizado.

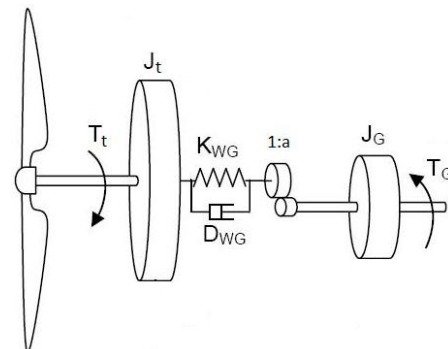


Figura 2. Modelo de la caja multiplicadora [3].

Ahora se plantea la segunda cardinal tanto en el eje de baja como en el de alta velocidad. Utilizando la relación de velocidades, todas las magnitudes fueron expresadas del lado del generador.

$$\begin{cases} J_t^{(g)} \frac{\partial w_t^{(g)}}{\partial t} = T_t^{(g)} - K_{WG}^{(g)} (\delta_t^{(g)} - \delta_g) - D_{WG}^{(g)} (\omega_t^{(g)} - \omega_g) \\ J_g \frac{\partial w_g}{\partial t} = T_g - K_{WG}^{(g)} (\delta_g - \delta_t^{(g)}) - D_{WG}^{(g)} (\omega_g - \omega_t^{(g)}) \end{cases} \quad (2)$$

A partir de estas ecuaciones se obtiene la representación en variables de estado.

$$\begin{cases} \dot{X} = AX + BU \\ Y = CX + DU \end{cases} \quad (3)$$

Siendo X el vector de estados, U el vector de entradas e Y el vector de salidas. En este caso los vectores U y X quedan definidos de la siguiente forma:

Vector de entradas: $U = [T_t^{(g)} \quad T_g]^T$.

Vector de estados: $X = [\theta \quad \omega_t^{(g)} \quad \omega_g]^T$ donde $\theta = \delta_t^{(g)} - \delta_g$.

Vector de salida: $Y = [\omega_t \quad \omega_g]^T$.

II-B. Turbina eólica

La potencia mecánica extraída del viento responde a la expresión 4 [2]:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) v^3 \quad (4)$$

El modelo utilizado para el coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$, es el siguiente:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (5)$$

con

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (6)$$

y c_1 hasta c_6 constantes que dependen de la geometría de la turbina. Por lo tanto el par ejercido por la turbina, que representa la variable de interés dado que será parte del modelo del engranaje, responde a 7:

$$T_t = \frac{1}{\omega_t} \left[\frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) v^3 \right] \quad (7)$$

II-C. Máquina de Inducción

La complejidad del modelado de la máquina fue avanzando con el transcurso del proyecto, inicialmente para las primeras estrategias de control estudiadas, este bloque simplemente consistía en la expresión del par a partir de la potencia rotórica, tal como se muestra en 8.

$$T_g = \frac{P_2}{\omega_s - \omega_g} \quad (8)$$

Posteriormente se modeló la máquina como un cuadripolo para poder acceder a valores de corriente y tensión de la misma, de forma tal de poder realizar pruebas que consistían por ejemplo en limitar la corriente, o evaluar el efecto frente a huecos de tensión en la red. Esto fue realizado utilizando el modelo mostrado en la fig. 3.

II-D. Controlador

Este bloque fue variando según el caso de estudio. Los casos se mencionan en detalle más adelante en este artículo.

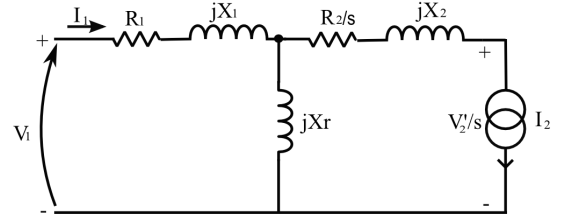


Figura 3. Modelo de la máquina de inducción (cuadripolo).

II-E. Bloques auxiliares

Los bloques auxiliares utilizados fueron: un *Soft Starter*, la referencia de velocidades (utilizada para el seguimiento del punto óptimo), y el mecanismo de *Anti wind-up*.

III. INTRODUCCIÓN A LAS ESTRATEGIAS DE CONTROL

En esta sección, se busca introducir las distintas estrategias de control que serán desarrolladas posteriormente y de esta manera poder explicar como se realizará el sistema que será simulado y como se diseñarán los controladores en función de la zonas de trabajo que se definirán. Básicamente el objetivo del control del sistema será obtener la máxima potencia posible. Esto viene de la mano de obtener un sistema lo más eficiente posible de forma tal de no desperdiciar la energía cinética disponible en el viento.

Como es predecible existen ciertas limitaciones en el sistema que hacen que no siempre se pueda extraer la máxima energía del viento. Estas limitaciones están dadas por el generador eléctrico, por los convertidores y por los máximos esfuerzos mecánicos que la turbina es capaz de soportar entre otros.

III-A. Limitaciones del sistema que serán consideradas

- Velocidad nominal del generador (ω_g).
- Par nominal del generador (T_{nom}).
- Corriente rotórica manejada por el convertidor (I_2).
- Limitaciones mecánicas impuestas por la turbina eólica.

III-B. Zonas de trabajo

La entrada del sistema es la velocidad del viento (v). En función del valor de dicha entrada es que se definirán las zonas de trabajo las cuales están diferenciadas por las limitaciones del sistema que van apareciendo a medida que la velocidad del viento va aumentando. El sistema siempre buscará entregar la máxima potencia a la red sin exceder sus limitaciones. En función de la zona de trabajo en la que se está trabajando actuará un controlador distinto con una consigna vinculada a dicha zona de trabajo. Básicamente se pueden distinguir tres zonas, las cuales serán denominadas de la siguiente forma:

- Velocidades bajas: $3 \text{ m/s} < v < 8 \text{ m/s}$.
- Velocidades intermedias: $8 \text{ m/s} < v < 13 \text{ m/s}$.
- Velocidades altas: $13 \text{ m/s} < v < 25 \text{ m/s}$.

III-C. Velocidades bajas

Debido a las pérdidas eléctricas y mecánicas del sistema, para velocidades muy bajas del viento ($v < 3 \text{ m/s}$) no es rentable poner en funcionamiento al sistema. Por lo tanto el rango de velocidades de interés comienza a partir de los 3 m/s . A partir de esta velocidad y en toda esta zona de trabajo, no se presentan las limitaciones del sistema. Es por esto que en esta zona se trabajará en el punto de

funcionamiento óptimo del sistema que esta dado para una velocidad angular de la turbina (ω_t) a la que se presenta el máximo coeficiente de potencia (C_p) y que se corresponde con 9.

$$\omega_t = \frac{v \lambda_{opt}}{R} \quad (9)$$

En la fig. 4 se puede apreciar como varían las curvas de C_p en función de la velocidad angular de la turbina (ω_t) para distintas velocidades de viento. Como se puede ver para cada velocidad del viento queda determinada una velocidad de giro (ω_t) para la cual este coeficiente es máximo, y por lo tanto se maximiza la potencia extraída del viento.

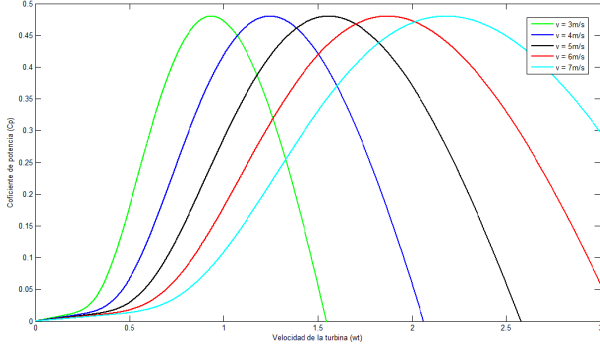


Figura 4. Coeficiente de potencia para distintas velocidades de viento

Esta estrategia es denominada *seguimiento del punto de funcionamiento óptimo*. En esta zona de trabajo el sistema se encuentra trabajando en las siguientes condiciones:

- Velocidad de la turbina variable dada por 9, siendo $\omega_t < \omega_{nom}$.
- Par del generador (T_g) variable, siendo $T_g < T_{nom}$.
- El sistema se mantiene en esta zona de trabajo hasta que la velocidad de la turbina alcanza la velocidad nominal.

Cuando la velocidad del viento es tal que la velocidad de la turbina es igual a la velocidad nominal, no es posible continuar realizando un seguimiento del punto óptimo, ya que se estaría excediendo una de las limitaciones impuestas por el sistema. Es en este momento en el cual la velocidad de referencia que se le pasa al controlador debe ser saturada de forma de no permitir superar este valor. Es en estas condiciones entonces que se comienza a trabajar en la zona de velocidades intermedias.

III-D. Velocidades intermedias

Como se mencionó previamente, en esta zona de trabajo se ingresa una vez que ya no es posible realizar un seguimiento del punto de funcionamiento óptimo sin exceder la velocidad nominal de la máquina. En estas condiciones el sistema trabaja a una velocidad constante e igual a la velocidad nominal del generador. De todas formas en esta zona aún no se ha excedido la limitante impuesta por el par máximo que el generador es capaz de imponer. Por lo tanto a medida que la velocidad del viento siga aumentando, el par resistente del generador debe ser cada vez mayor de forma tal de poder limitar la velocidad del rotor. Como consecuencia la potencia mecánica continúa aumentando ($P_m = T_g \cdot \omega_{nom}$) pero ya no se sigue al punto de funcionamiento óptimo. En resumen el sistema se encuentra trabajando bajo las siguientes condiciones:

- Velocidad de la turbina constante e igual a la nominal: $\omega_t = \omega_{nom}$.

- Par del generador (T_g) variable, siendo $T_g < T_{nom}$.
- El sistema se mantiene en esta zona de trabajo hasta que el par del generador alcanza su valor nominal: $T_g = T_{nom}$.

Cuando el par resistente del generador alcanza su valor nominal, el generador ya no es capaz de limitar la velocidad del sistema, por lo tanto se debe actuar sobre otra de las variables de control del sistema de forma de mantener al aerogenerador en su punto de funcionamiento nominal. Es en estas circunstancias en las que se debe recurrir al **Control de Pitch**.

Es importante resaltar que en esta zona de funcionamiento el sistema trabaja a velocidad constante y par variable. También hay que destacar que la limitante del par del generador esta vinculada con la corriente rotórica que el convertidor es capaz de manejar. Con el sistema trabajando a velocidad constante, la potencia rotórica (P_2) y el par del generador (T_g) varían proporcionalmente, por lo tanto al controlar que no se exceda una de las magnitudes se está tomando precauciones sobre la otra.

III-E. Velocidades altas

El objetivo en esta zona de trabajo es mantener al sistema en su punto de funcionamiento nominal. El generador estará entregando su potencia nominal, y el control se encargará de actuar sobre el ángulo de pitch de las palas de forma tal de reducir el par de la turbina de forma que este se mantenga igual al par nominal del generador y así poder controlar la velocidad del sistema. En la fig. 5 se muestran las curvas del coeficiente de potencia (C_p) en función de la velocidad del viento para distintos valores de β . Como se puede apreciar, a medida que se aumenta el ángulo de pitch, el par de la turbina disminuye. Esta será la idea del diseño de este controlador. En las zonas de trabajo explicadas anteriormente el ángulo de pitch se mantenía constante e igual a cero, de forma de obtener el máximo par posible.

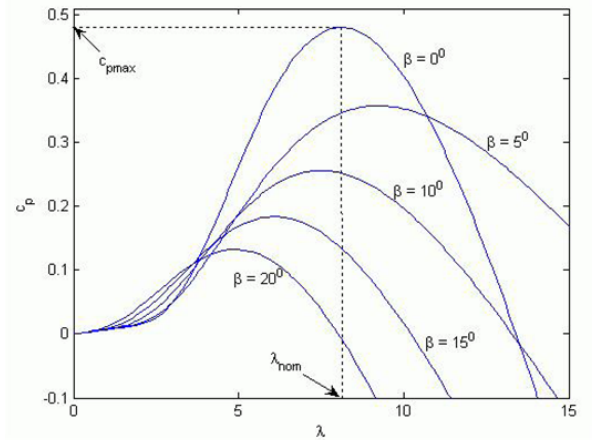


Figura 5. Coeficiente de potencia $C_p(\lambda)$ paramétrico en β [5]

En esta zona el sistema se encontrará trabajando bajo las siguientes condiciones:

- Velocidad de la turbina constante e igual a la nominal: $\omega_t = \omega_{nom}$.
- Par del generador constante igual al nominal del generador: $T_g = T_{nom}$.
- Potencia generada constante.

- Ángulo de pitch variable de forma de reducir el par de la turbina.

Luego de 25 m/s se considerará que los esfuerzos mecánicos sobre el sistema no son soportados por la turbina por lo que se saca al sistema de funcionamiento.

III-F. Curvas de funcionamiento del sistema

Finalmente en la fig. 6 se presentarán unas curvas que resumen el comportamiento del sistema de acuerdo a los esquemas de control propuestos. A la hora del diseño de los controladores se deberán tomar en cuenta las zonas definidas de forma tal de poder elegir cual controlador actuará en función de la zona en la que se encuentre el sistema.

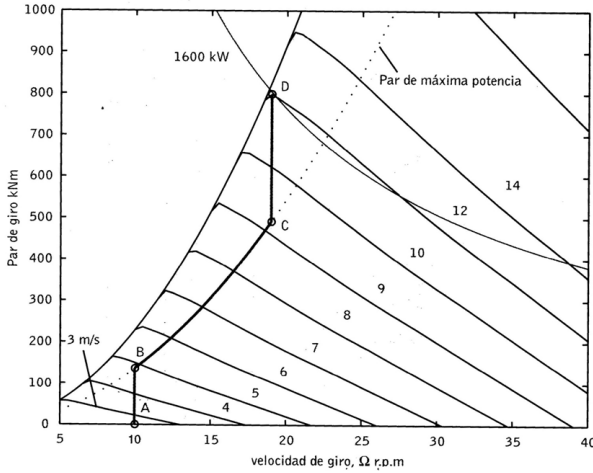


Figura 6. Estrategia de control a implementar [5]

- **Trayectoria A-B:** Esta zona corresponde al arranque de la máquina y no será tenida en cuenta en este estudio.
- **Trayectoria B-C:** Corresponde a la zona de velocidades bajas, como se puede ver la trayectoria seguida representa el seguimiento del punto óptimo del sistema.
- **Trayectoria C-D:** Corresponde con la zona de velocidades intermedias. Mientras el sistema se encuentre en esta región la velocidad del mismo se mantiene constante y el par del generador aumenta a medida que la velocidad del viento va aumentando. La potencia generada aumenta conforme el viento siga aumentando.
- **Trayectoria D-D:** Corresponde con la zona de velocidades altas. El sistema se mantiene en este punto de operación como consecuencia del control de pitch. En toda esta zona la potencia generada es constante (par y velocidad constante).

En las fig. 7 se pueden observar las curvas de potencia de acuerdo a la estrategia de control a implementar. Se puede ver como ambas curvas cambian en función de la zona de trabajo en la que se esté. En las trayectorias B-C y C-D, si bien la potencia generada está aumentando, las curvas son distintas, lo que concuerda con el cambio de estrategia que se realiza (al pasar de C-B a C-D se deja de seguir el punto de funcionamiento óptimo).

IV. ESTRATEGIAS DE CONTROL DESARROLLADAS

En esta sección se resumen las diferentes estrategias de control desarrolladas a lo largo del proyecto, acorde con las diferentes zonas de funcionamiento presentadas en la sección anterior. Las mismas son *Control de Par*, *Control de Par-Corriente*, *Control de Pitch*.

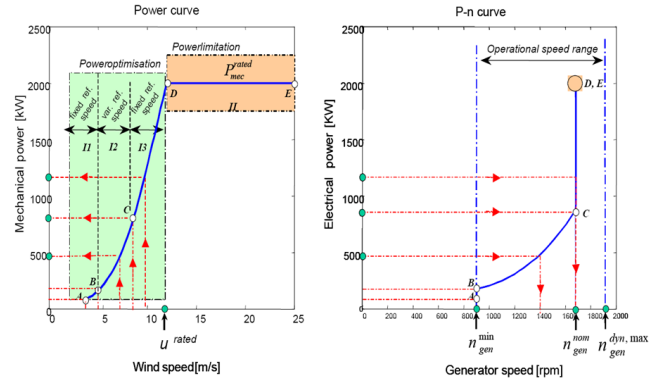


Figura 7. Curvas de potencia [5]

IV-A. Control de Par

La estrategia de control desarrollada en esta etapa consiste en pasarle al controlador el error entre la velocidad angular de la turbina y una velocidad de referencia, y a su salida el mismo determina el par que debe ejercer el generador para llegar al punto de funcionamiento deseado. Este controlador actúa en las zonas de velocidades bajas e intermedias. En la zona de velocidades bajas se realiza un seguimiento del punto óptimo del sistema, mientras que en la zona de velocidades intermedias el controlador tiene como objetivo mantener la velocidad de la máquina constante e igual a la nominal (ω_{nom}). Para realizar esta acción se satura la referencia de velocidad, en la velocidad nominal de la máquina. En este caso se utilizaron dos controladores distintos los cuales son elegidos en función de la zona de trabajo, en ambos casos se optó por el uso de controladores PI, teniendo en cuenta que se busca una relación proporcional entre la velocidad del generador ω_g y la velocidad del viento v . Por lo tanto es necesario obtener un sistema *tipo cero*, para lo que se debe introducir un polo en el origen al sistema. Para poder utilizar las herramientas clásicas de control lineal, teniendo en cuenta la *no linealidad* del sistema, el proceso de diseño del controlador consistió en primera instancia en linealizar el sistema entorno a un punto de operación del mismo, luego se procedió a hallar la función de transferencia en lazo cerrado del sistema. Finalmente se hallaron y optimizaron los parámetros del controlador a partir de la respuesta escalón del sistema y del estudio del lugar de las raíces [1].

Controlador para velocidades bajas

$$C(s) = 600 + \frac{150}{s} \quad (10)$$

Controlador para velocidades intermedias

$$C(s) = 1650 + \frac{150}{s} \quad (11)$$

IV-B. Control de Par-Corriente

El principio de funcionamiento de este controlador es análogo al del **Control de Par**. Presenta la diferencia de que calcula la corriente que debe entregar el convertidor electrónico del lado del rotor (corriente rotórica). En función de dicha corriente, se evalúa si el convertidor es capaz de manejar dicha magnitud y en caso de no poder se recalcula el par del generador teniendo en cuenta las limitaciones de corriente impuestas por el convertidor. La lógica implementada se muestra en la fig. 8.

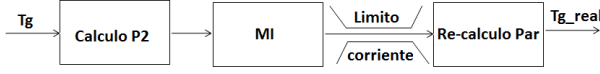


Figura 8. Lógica implementada para el control de Par-Corriente

IV-C. Control de Pitch

Este controlador se diseñó para la zona de velocidades de viento altas. El objetivo del mismo es mantener la velocidad y el par del generador constantes e iguales a los valores nominales. En estas condiciones la máquina se encuentra entregando su potencia nominal. El controlador recibe como entrada el error dado por la velocidad nominal del generador (vista del lado de la turbina) y la velocidad de la turbina. Tiene como salida el ángulo de pitch de referencia que se le pasa al servomecanismo de posicionamiento de las palas de la turbina de forma tal de reducir el par de la turbina y poder mantener la velocidad en su valor nominal. Cuando este error sea negativo, se inhibirá al controlador de manera que no actúe. Esta selección de cuando el controlador deba actuar se realizará en función de la velocidad del viento de entrada. Para valores de velocidad de viento por encima de los 13 m/s se habilitará al controlador de forma tal de poder mantener la velocidad del sistema constante, el resto del tiempo se forzará al controlador a poner a su salida un ángulo de pitch nulo. Un diagrama esquemático del sistema completo se muestra en la fig. 9.

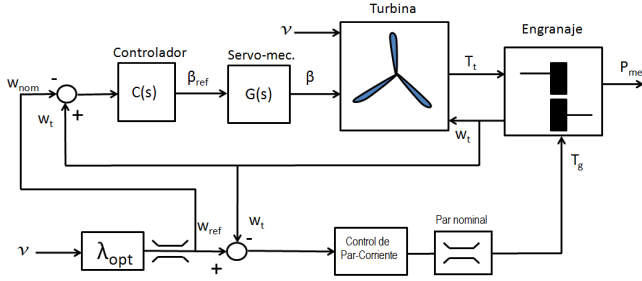


Figura 9. Esquemático del sistema

La necesidad de este control surge de la imposibilidad del generador de ejercer un par resistente superior al nominal. En este caso es que sin el control de pitch no se podría limitar la velocidad del sistema. Entonces el mecanismo de cambio de paso de pala debe comenzar a actuar para poder limitar la velocidad de la turbina de forma tal de no exceder su valor nominal. Es por estas razones que para este estudio se realiza una simplificación del mismo, implementando dicho control fijando el par de la máquina en su valor nominal T_{nom} . El sistema con el que se trabajará para realizar el diseño de este controlador es el que se muestra en la fig. 10.

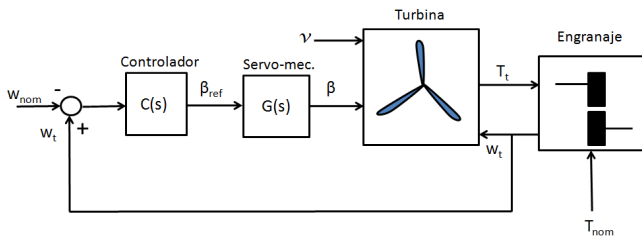


Figura 10. Simplificación del sistema

Por lo tanto las bases de diseño del controlador del sistema serán las siguientes:

- El controlador comenzará a actuar cuando la máquina se encuentre ejerciendo un par resistente igual al nominal (T_{nom}).
- El objetivo del control es mantener la velocidad del generador (ω_g) igual a la nominal (ω_{nom}).
- La variable sobre la que se actuará será el ángulo de pitch β .
- El rango de variación del ángulo de pitch (β) será entre 0° y 36° [4].

V. PLATAFORMA DE SIMULACIÓN

Luego de realizado el modelado del sistema y hallados los parámetros de los controladores a utilizar para cada una de las situaciones de funcionamiento, se procedió a implementar cada uno de los bloques mencionados en el ambiente *Simulink* de MatLab. En la fig. 11 se muestra el cuerpo principal de la plataforma de simulación. Los bloques resaltados corresponden a los principales componentes del sistema junto con los controladores.

VI. PRUEBAS DEL SISTEMA

En esta sección se muestra la respuesta del sistema ante una entrada compuesta por escalones consecutivos de viento que abarcan todo el rango de velocidades de interés, de manera de poder observar un panorama global del simulador implementado. En la fig. 12 se muestra la señal de entrada a partir de la cual se prueba el sistema.

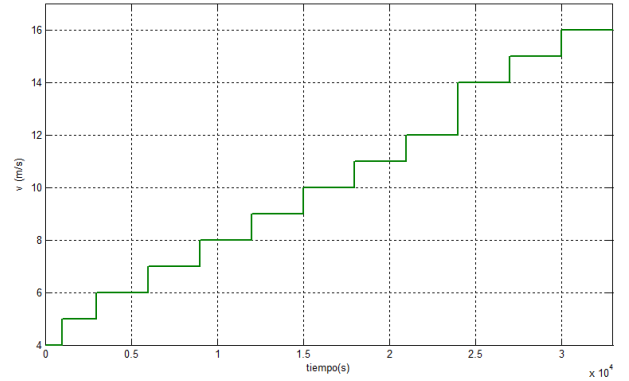


Figura 12. Entrada de viento escalonada al sistema v (m/s).

VI-A. Magnitudes de interés

En las fig. 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19 se muestra la evolución de las principales magnitudes de interés.

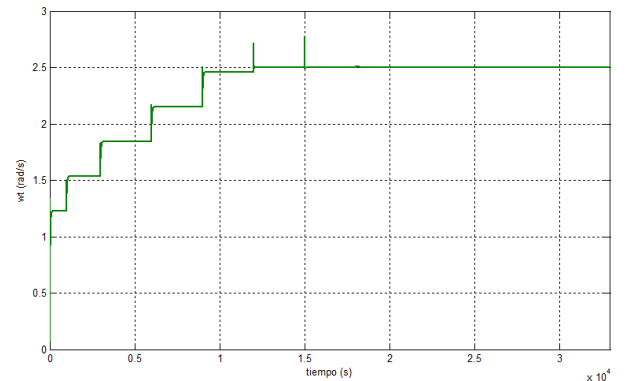


Figura 13. Velocidad angular de la turbina ω_t (rad/s).

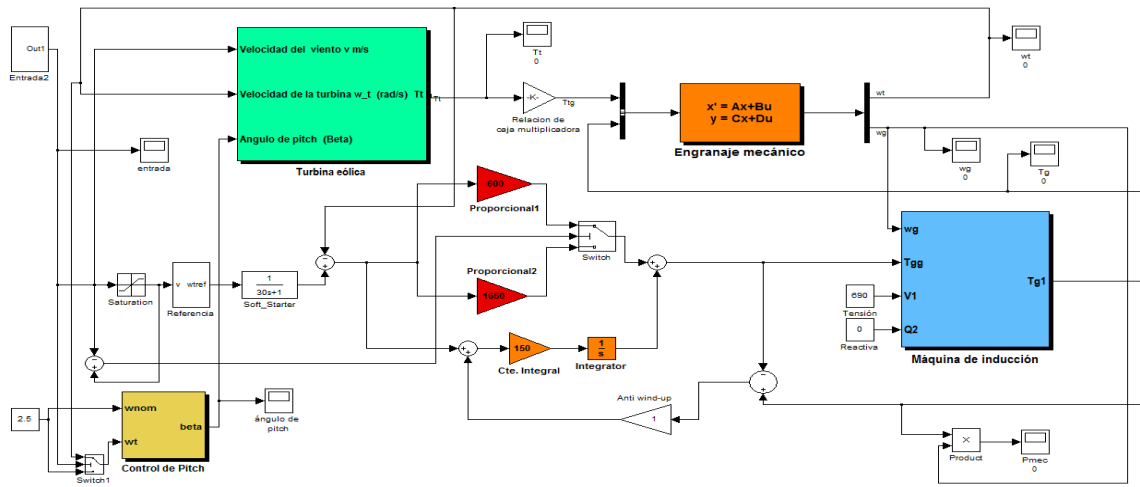


Figura 11. Simulador didáctico implementado en Simulink.

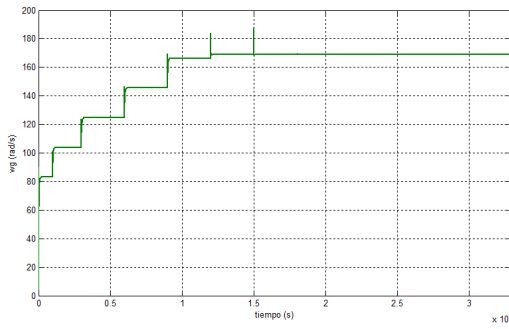


Figura 14. Velocidad angular del generador ω_g (rad/s).

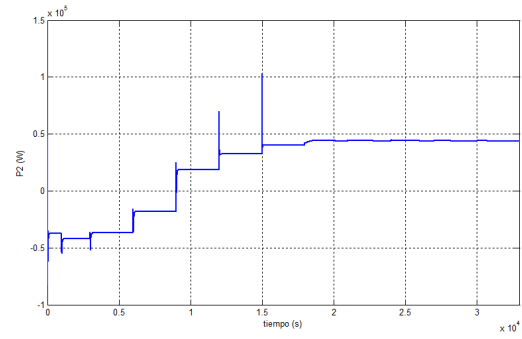


Figura 17. Potencia rotórica del generador P_2 (W).

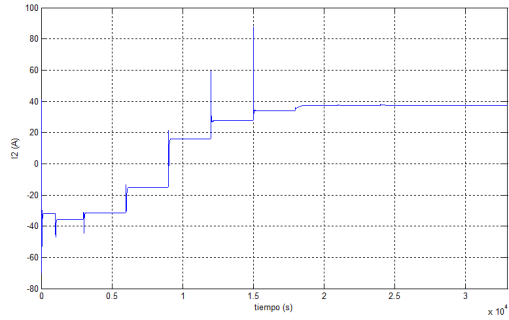


Figura 15. Corriente rotórica del generador I_2 (A).

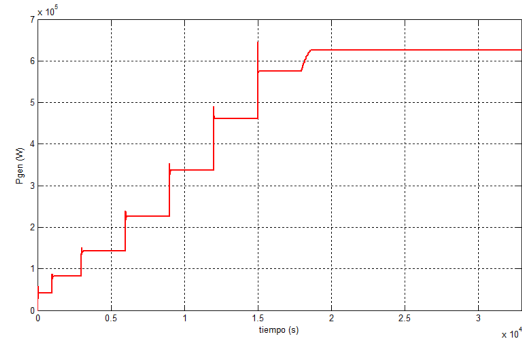


Figura 18. Potencia inyectada a la red P_{gen} (W).

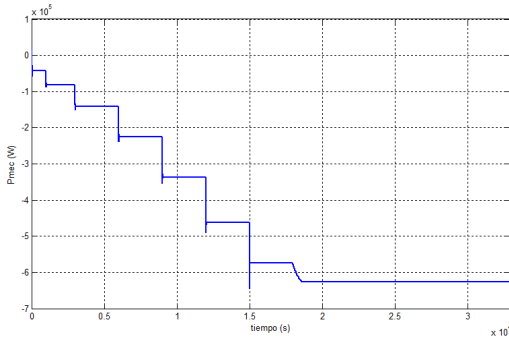


Figura 16. Potencia mecánica del rotor P_{mec} (W).

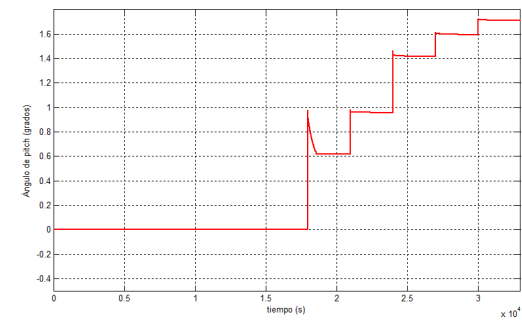


Figura 19. Ángulo de pitch β en grados.

VI-B. Rangos de trabajo

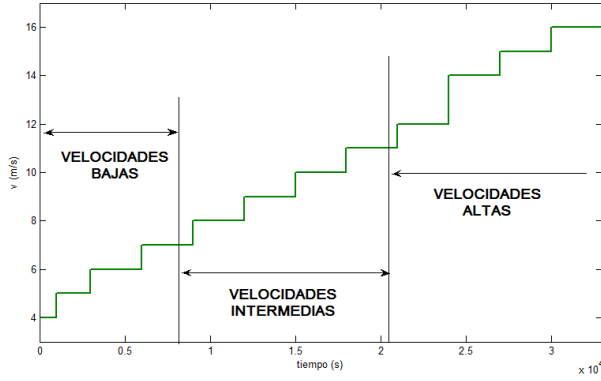


Figura 20. Rangos de operación visto en la velocidad de viento.

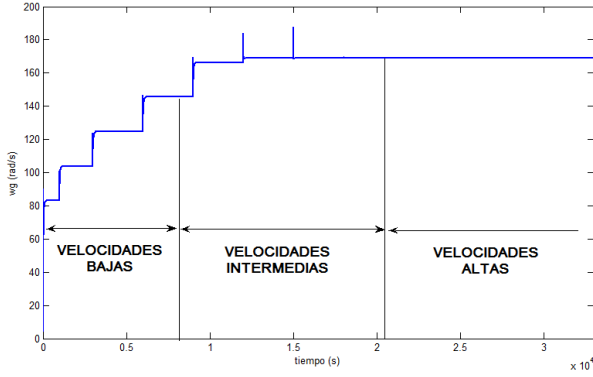


Figura 21. Rangos de operación en la velocidad angular del generador.

Se observa que los resultados obtenidos en las pruebas presentadas concuerdan con lo esperado. En el rango de operación de velocidades bajas se observa que al aplicar un escalón de viento tanto la velocidad del rotor del generador como la velocidad de la turbina aumentaron respetando la relación entre ambas impuesta por la caja multiplicadora. Por otro lado se aprecia el aumento de la potencia mecánica en el rotor del generador, lo que viene aparejado con un aumento en el valor absoluto del par impuesto por el mismo. Con respecto a las magnitudes eléctricas se observa que la potencia rotórica es negativa lo que denota que se está tomando energía de la red para realizar el control de velocidad de la máquina de inducción, lo que es coherente con el hecho de que la velocidad angular del generador esté por debajo de la velocidad de sincronismo (157 rad/s). Por otro lado la potencia generada aumenta como era de esperarse, puesto a que se cuenta con un valor mayor de energía cinética del viento, que se traduce en un mayor par en la turbina eólica.

En el rango de velocidades intermedias la respuesta del sistema al aplicar un escalón de viento hace que tanto la velocidad angular del rotor del generador como la velocidad angular de la turbina tiendan a mantenerse en sus valores nominales, respetando la relación impuesta por la caja multiplicadora entre ambas. En esta zona se observa un mayor valor de sobretiro en la velocidad al responder al escalón. Por otro lado el aumento en el par impuesto por el generador en valor absoluto, deja de manifiesto el aumento de la potencia mecánica en el rotor del generador. Con respecto a las magnitudes eléctricas se aprecia que la potencia rotórica ahora es

positiva lo que conlleva a que se esté entregando el exceso de energía en el rotor a la red, lo que se corresponde con el hecho de que la velocidad angular del generador esté por encima de la velocidad de sincronismo. Por otro lado la potencia estática aumenta como era de esperarse, puesto que se cuenta con un valor mayor de energía cinética del viento, que se traduce en un mayor par en la turbina eólica.

Por último el sistema en velocidades altas también se comportó como era de esperarse. En primera instancia con la ayuda del control de pitch que hace entrar en pérdidas a las palas, se logra que tanto la velocidad angular del generador como la velocidad angular de la turbina se establezcan en sus valores nominales, respetando la relación proporcional entre ambas. Pero en este caso también se establece el par de la turbina en su valor nominal, ya que la idea de este control es mantener el aerogenerador trabajando en sus valores nominales.

VII. RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS

En el cuadro I se presentan los resultados obtenidos de las magnitudes de interés más importantes del sistema como lo son: velocidad angular de la turbina (ω_t), velocidad angular del generador (ω_g), par de la turbina (T_t), par del generador (T_g), potencia rotórica (P_2) y potencia mecánica (P_{mec}). Se evalúan estas magnitudes para distintas velocidades del viento, de manera de poder obtener los valores de dichas magnitudes y estudiar su comportamiento por ejemplo construyendo las curvas características del sistema que se presentarán en la siguiente sección. Por otro lado, y a modo de resumen se presenta en la fig. 22 el balance de potencias en la máquina de inducción con un pequeño esquema del sentido de las mismas en la máquina. En dicho esquema quedan de manifiesto las correspondientes zonas de operación (subsíncrona y supersíncrona) en las que trabaja la máquina.

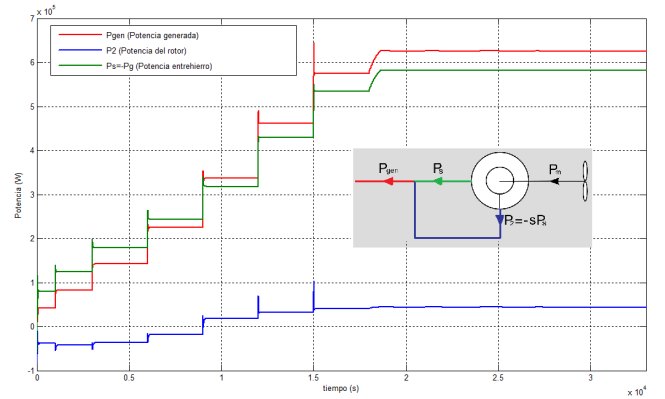


Figura 22. Balance de potencias (W).

VIII. CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

En la presente sección se presentan las curvas características del sistema a partir de los datos mostrados en el cuadro I de la sección anterior.

La fig. 23 muestra el comportamiento de la velocidad del generador en función de la velocidad del viento. A su vez en las fig. 25 y 24 se presentan el par de la turbina y el par del generador respectivamente, ambos en función de la velocidad del viento. Por último en la fig. 26

Cuadro I
PRINCIPALES RESULTADOS OBTENIDOS

$v(m/s)$	$\omega_t(rad/s)$	$\omega_g(rad/s)$	s	$T_t(Nm)$	$T_g(Nm)$	$P_2(W)$	$P_{mec}(W)$
4	1.23	83.15	0.4706	3.417×10^4	-506.35	-3.743×10^4	-42103
5	1.54	103.95	0.3382	5.334×10^4	-791.17	-4.203×10^4	-82242
6	1.85	124.74	0.2058	7.689×10^4	-1139.24	-3.685×10^4	-142109
7	2.15	145.54	0.0734	1.046×10^5	-1550.70	-1.791×10^4	-225689
8	2.46	166.32	-0.0588	1.367×10^5	-2025.40	1.871×10^4	-336865
9	2.50	168.90	-0.0752	1.884×10^5	-2732.95	3.236×10^4	-461595
10	2.50	168.90	-0.0752	2.296×10^5	-3402.25	4.028×10^4	-574640
11	2.50	168.90	-0.0752	2.500×10^5	-3703.70	4.390×10^4	-625555
12	2.50	168.90	-0.0752	2.500×10^5	-3703.70	4.390×10^4	-625555
13	2.50	168.90	-0.0752	2.500×10^5	-3703.70	4.390×10^4	-625555

se presenta la curva de la potencia mecánica de la máquina¹ también en función de la velocidad del viento. Cabe destacar que esta última curva es muy importante ya que en la misma se puede observar la potencia eléctrica que se estará generando para cada velocidad de viento. En este punto se puede decir que el simulador se encuentra funcionando de acuerdo a lo esperado puesto que se pudo reconstruir la misma curva que la teoría indica. En la fig. 26 queda de manifiesto cómo la potencia llega a su valor nominal para la zona de altas velocidades.

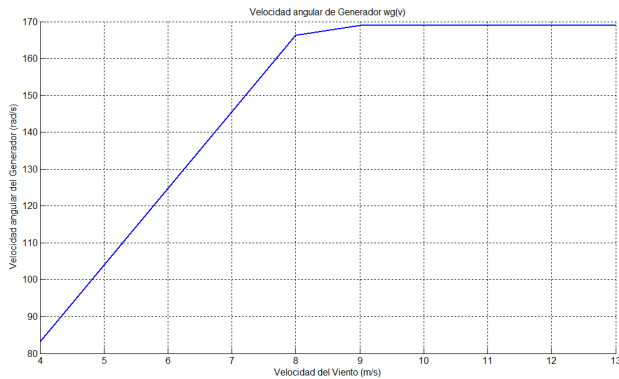


Figura 23. Curva característica de ω_g .

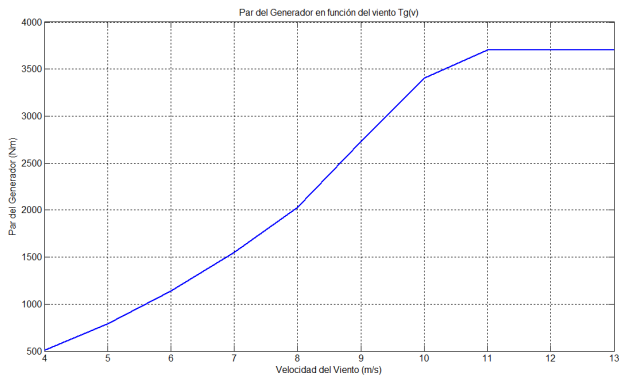


Figura 24. Curva característica de T_g .

¹La potencia mecánica de la máquina es igual a la potencia eléctrica generada si se desprecian las pérdidas.

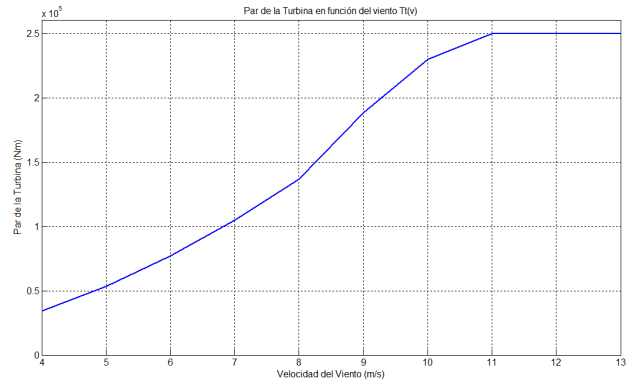


Figura 25. Curva característica de T_t .

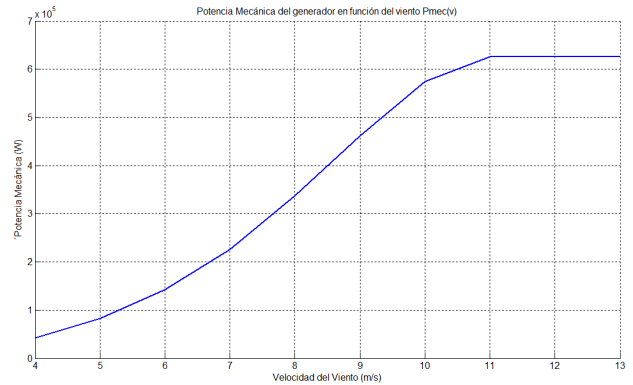


Figura 26. Curva característica de P_{mec} .

IX. OTROS ESTUDIOS REALIZADOS

La herramienta de simulación permite la realización de diversos estudios sobre el comportamiento del generador eólico en diferentes situaciones de funcionamiento, en particular en el proyecto se realizaron las siguientes pruebas [1]:

- Respuesta del sistema frente a huecos de tensión: Para ello se implementó un modelo simplificado de Crowbar que permite que la corriente rotórica no se dispare al aparecer el hueco y el sistema respondió satisfactoriamente.
- Estudio de la torsión en el eje: Donde se verificó la linealidad del ángulo de torsión con el plan ejercido sobre el eje de la turbina.

- Pruebas con series de viento real: Utilizando series de viento reales medidas en el predio de Sierra de Caracoles, se las ingresó al simulador filtrando la referencia pasada al controlador y sin filtrar el valor que recibe la turbina tal como sucede en los controles implementados en la realidad.

X. CONCLUSIONES

En este artículo se presentó un modelo realizado en *Simulink* con fines didácticos de un generador eólico basado en la tecnología DFIG. Se mostró el paso a paso de la realización del modelo y la teoría detrás del control implementado. Por otro lado se mostraron las principales simulaciones de interés, que tratan de abarcar de mejor manera todo el funcionamiento del sistema y el relevamiento de las principales variables del mismo. A su vez, si bien no se presentan en este artículo, es menester mencionar que esta plataforma de simulación fue utilizada para realizar otros estudios tales como la respuesta frente a huecos de tensión, el estudio de torsión en el eje de transmisión y pruebas con entradas de viento real. Con respecto a los objetivos propuestos, los mismos se han alcanzado en su totalidad teniendo en cuenta que el simulador responde de manera satisfactoria en las condiciones de prueba pre-establecidas. La plataforma de simulación desarrollada puede servir como punto de partida para futuros avances en el área.

APÉNDICE

A. Valores utilizados para el estudio

A1. Datos de la turbina eólica::

Parámetro	Unidad	Valor
Radio	m	29
Velocidad nominal	rad/s	2.5
Par nominal	Nm	250000
Coefficiente c_1	-	0.5176
Coefficiente c_2	-	116
Coefficiente c_3	-	0.4
Coefficiente c_4	-	5
Coefficiente c_5	-	21
Coefficiente c_6	-	0.0068

A2. Datos del generador eléctrico::

Parámetro	Unidad	Valor
Potencia nominal	kW	625
Velocidad nominal	rad/s	168.75
Par nominal	Nm	250000
R_1	Ω	0.0126
X_1	Ω	0.157
X_2	Ω	0.198
R_2	Ω	0.0113
X_m	Ω	6.87
Pares de polos	-	2

A3. Datos del sistema mecánico::

Parámetro	Unidad	Valor
J_t	Kgm^2	85.41
J_g	Kgm^2	17.08
K_{WG}	Nm/rad	3182.44
D_{WG}	Nms/rad	4.0344
a	-	67.5

REFERENCIAS

- [1] *EGEMIDA: Generación de energía eólica con máquinas eléctricas de inducción doblemente alimentadas (DFIG)*, Tesis de Grado en Ingeniería Eléctrica, Diego Oroño, Martín Sapio, Gustavo Terzano, Andrés Vázquez, Tutor: Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla. Montevideo, Uruguay, Abril 2010.
- [2] *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*, J.L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos, S. Arnalte, Editorial Rueda, Madrid, 2003. ISBN: 978-84-7207-139-1
- [3] *Análisis y ensayo de sistemas eólicos ante huecos de tensión*, Tesis Doctoral, M.Paz Comech Moreno, Universidad de Zaragoza Octubre de 2007.
- [4] *Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design* Fernando D. Bianchi, Hernán De Battista, Ricardo J. Mantz, Editorial Springer London, Reino Unido (Inglaterra), Octubre 2006. ISBN: 978-1-84628-492-2
- [5] Presentación sobre DFIG expuesta por el Ing. Ignacio Afonso, Julio 2009.



Diego Oroño: Nació el 9 de Octubre de 1985 en Montevideo, Uruguay. Obtuvo su título de Ingeniero Electricista, perfil Sistemas Eléctricos de Potencia el 23/04/2010 en la UdelaR. Se desempeña laboralmente en la Gerencia Proyectos y Normalización de UTE y como docente Gr. 1 del Instituto de Ingeniería Eléctrica de Udelar.



Martín Sapio: Nació el 31 de Marzo de 1984 en Montevideo, Uruguay. Realizó sus estudios de secundaria en el Colegio Nacional José Pedro Varela. Se desempeña laboralmente en el Dpto. Técnico de Habilis S.A.. Actualmente se encuentra finalizando su titulación de grado en Ingeniería Eléctrica, perfil Sistemas Eléctricos de Potencia.



Gustavo Terzano: Nació el 25 de Julio de 1983 en Montevideo, Uruguay. Obtuvo su título de Ingeniero Electricista, perfil Sistemas Eléctricos de Potencia el 20/07/2010 en la UdelaR. Se desempeña laboralmente en el Dpto. Eléctrico de la empresa ESPINA S.A..



Andrés Vázquez: Nació el 8 de Octubre de 1985 en Montevideo, Uruguay. Obtuvo su título de Ingeniero Electricista, perfil Sistemas Eléctricos de Potencia el 23/04/2010 en la UdelaR. Se desempeña laboralmente en la empresa ABB.